

No title available

Publication number: FR2122311

Publication date: 1972-09-01

Inventor:

Applicant: INST FRANCAIS DU PETROL

Classification:

- international: **E21B33/138; E21B43/25; E21B33/138; E21B43/25;**
(IPC1-7): E21B33/00; C08H9/00; E21B43/00

- European: E21B33/138; E21B43/25

Application number: FR19710001722 19710119

Priority number(s): FR19710001722 19710119

Report a data error here

Abstract not available for FR2122311

Data supplied from the **esp@cenet** database - Worldwide

①⑨ RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
PARIS

①① N° de publication :
(A n'utiliser que pour
le classement et les
commandes de reproduction.)

2.122.311

②① N° d'enregistrement national :

71.01722

(A utiliser pour les paiements d'annuités,
les demandes de copies officielles et toutes
autres correspondances avec l'I.N.P.I.)

①③
DEMANDE
DE BREVET D'INVENTION

1^{re} PUBLICATION

②② Date de dépôt 19 janvier 1971, à 10 h 30 mn.
④① Date de la mise à la disposition du
public de la demande B.O.P.I. — «Listes» n. 35 du 1-9-1972.

⑤① Classification internationale (Int. Cl.) E 21 b 33/00//C 08 h 9/00; E 21 b 43/00.

⑦① Déposant : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE DES CARBURANTS ET LUBRIFIANTS,
1 et 4, avenue de Bois-Préau, 92-Rueil-Malmaison.

Titulaire : *Idem* ⑦①

⑦④ Mandataire :

⑤④ Procédé de colmatage temporaire de fractures dans les parois d'un puits, au niveau d'une
formation géologique.

⑦② Invention de : Guy Baron, Madeleine Martin et Pierre Le TILLAND.

③③ ③② ③① Priorité conventionnelle :

71 01722

2122311

La présente invention concerne un procédé de colmatage temporaire de fractures dans les parois d'un puits, au niveau d'une formation géologique.

D'une façon plus précise, l'invention fournit un procédé utilisable chaque fois que l'on désire soumettre à des essais de stimulation de façon successive, au moins deux des formations géologiques recoupées par le puits et susceptibles de contenir de l'eau, du gaz ou de l'huile.

Il est usuel d'effectuer de tels essais de stimulation en fracturant les parois du puits au niveau de la formation étudiée et en pompant ou non le fluide contenu dans cette formation.

Lorsqu'après avoir ainsi restauré ou stimulé la production d'une première couche d'eau, d'huile ou de gaz, on désire stimuler celle d'un second niveau, on procède généralement au colmatage des fractures antérieurement induites dans le premier niveau et l'on fracture la paroi du puits au second niveau.

Le colmatage ainsi réalisé doit être un colmatage temporaire si l'on désire, après avoir effectué la stimulation du second niveau pouvoir ultérieurement remettre en production le premier niveau.

Un certain nombre de colmatants temporaires ont été préconisés jusqu'à ce jour.

On peut citer en premier lieu des colmatants minéraux, souvent constitués de coquilles d'huîtres écrasées, permettant de réaliser un colmatage mécanique qui peut être ultérieurement supprimé par attaque du colmatant à l'acide chlorhydrique.

Mais ce procédé, outre qu'il exige une nouvelle intervention sur le puits pour injecter l'acide chlorhydrique qui dissoudra les coquilles d'huîtres, peut présenter l'inconvénient de conduire à l'apparition d'émulsions huile-acide qui bloqueront l'écoulement de fluides eau, gaz, huile à produire.

Une seconde catégorie de colmatants temporaires existant sur le marché est constituée par les colmatants végétaux qui sont formés de graines végétales.

71 01722

2122311

L'expérience montre que dans de nombreux cas, ces graines végétales produisent un colmatage permanent, que les acides et les bases de la chimie minérale pas plus que les solvants de la chimie organique ne sont capables d'attaquer ou de dissoudre.

- 5 L'expérience a montré que de tels colmatants ne peuvent pratiquement plus être éliminés lorsqu'ils sont en place, le colmatage réalisé étant ainsi permanent.

- 10 Une troisième catégorie de colmatants est constituée par des colmatants organiques solubles dans le pétrole, tels que, par exemple le naphthalène.

De tels produits ne sont cependant utilisables que pour le colmatage de formations pétrolifères et ne peuvent être employés s'il s'agit de formations renfermant du gaz, ou de formations aquifères et si l'on ne désire pas colmater définitivement ces formations.

- 15 L'objet de l'invention est de fournir un procédé de colmatage temporaire ne comportant pas les inconvénients signalés ci-dessus.

- 20 Le procédé selon l'invention de colmatage temporaire de fractures dans les parois d'un puits, au niveau d'une formation géologique, comporte l'injection dans le puits d'un produit colmatant à l'état solide pulvérulent, en suspension dans un liquide porteur, et se caractérise en ce que l'on effectue le colmatage avec un produit ayant un point de fusion voisin de la géotempérature de la formation à colmater mais légèrement inférieur.

- 25 L'injection du mélange fluide porteur colmatant est précédé de l'injection du fluide porteur seul qui refroidit la formation. Le colmatant reste à l'état solide au contact de la formation colmatée, s'éliminant ultérieurement de lui-même par ramollissement, puis fusion, au contact du fluide porteur lorsque la formation, en se réchauffant, a retrouvé une température voisine de la géotempérature.

- 30 Le débit et la température de ce fluide de refroidissement seront fonctions de la durée pendant laquelle on désire que la température de la formation reste au-dessous de sa géotempérature, cette durée étant celle du colmatage temporaire réalisé.

71 01722

2122311

Le colmatage temporaire des fractures de la paroi du puits à un niveau de ladite formation géologique étant ainsi réalisé on peut produire la fracturation des parois du puits à un autre niveau.

On voit que le colmatant baigne toujours dans le liquide porteur qui a servi à l'injecter et qui imprègne au voisinage du puits la formation géologique colmatée. Par conséquent le décolmatage s'effectue uniquement par ramollissement et fusion du produit colmatant au contact de son liquide porteur, dans lequel il est insoluble et non pas par dissolution dans le fluide produit par la formation géologique colmatée, comme c'est le cas avec certains colmatants temporaires antérieurement proposés qui ont été signalés plus haut. Le colmatant est ainsi liquéfié avant même d'avoir été en contact avec les fluides éventuellement contenus dans la formation colmatée temporairement, fluides dont on provoque l'écoulement par ouverture de la tête de puits.

L'invention est illustrée par un exemple de mise en oeuvre, en se référant aux figures annexées où :

- la figure 1 montre le colmatage selon l'invention d'un premier niveau du puits, préalablement fracturé,
- la figure 2 montre la fracturation d'un second niveau.

Sur les dessins où les mêmes références numériques ont été utilisées pour désigner les mêmes éléments, la référence 1 désigne le puits foré et 2 la surface du sol. Le puits comporte intérieurement un tubage métallique 3 et est équipé à sa partie supérieure d'une tête de puits 4 munie de vannes 5 permettant à volonté de mettre le puits en production ou de le fermer. La tête de puits est reliée à des moyens de pompage 6, permettant de refouler dans le puits les produits que l'on désire y injecter, ces produits étant en suspension dans un fluide porteur, par exemple un gel de fracturation à base d'eau.

On suppose qu'après avoir fracturé par un procédé quelconque et mis en production une première formation géologique 7, située, par exemple, à une profondeur de 3 000 mètres, on désire colmater temporairement les fractures 8 de la paroi du puits au niveau de la couche 7.

On a introduit de façon classique dans les fractures 8 des agents de soutènement qui maintiennent ces fractures ouvertes et sont par exemple

71 01722

2122311

constitués par des billes de verre, du sable, de coquilles de noix 9.

Si le puits a été fermé pendant un intervalle de temps assez long (par exemple depuis au moins 48 heures) après les dernières opérations réalisées sur la couche 7, la température de cette couche s'est rétablie à la valeur de la géotempérature à la profondeur de cette couche, cette géotempérature θ étant définie avec une bonne précision par la formule :

$$\theta(^{\circ}\text{C}) = \theta_0(^{\circ}\text{C}) + k \frac{z}{30}$$

dans laquelle θ_0 est la température du sol au voisinage de la surface
 z est la profondeur (mesurée en mètres) à laquelle est située la couche
 et k une constante, appelée gradient géothermique, égale à 1° centigrade par 30 mètres de profondeur.

La géotempérature de la couche 7 peut être déterminée avec plus de précision par mesure thermométrique.

Dans l'exemple considéré pour fixer les idées, on supposera que la géotempérature de la couche 6 est 110 °C.

Le colmatage temporaire des fractures 8 de la couche 7 est réalisé de la façon indiquée ci-dessous.

On injecte dans le puits 1 depuis la surface, en utilisant les moyens de pompage 6, une certaine quantité d'un liquide (par exemple un gel de fracturation à base d'eau) dans lequel le colmatant temporaire utilisé selon l'invention est insoluble.

La quantité de liquide injectée sera, par exemple, de l'ordre d'une cinquantaine de mètres cubes, ce nombre n'ayant qu'une valeur indicative.

Le liquide injecté, venant de la surface, est à une température qui est par exemple de l'ordre de 20 °C. L'injection produit donc un certain refroidissement de la couche 7 au voisinage du puits, cette température s'abaissant, par exemple, à une valeur de l'ordre de 60-70 °C.

On injecte ensuite une nouvelle quantité de gel contenant en

71 01722

2122311

suspension un colmatant temporaire des fractures 8, constitué par des granulés 10.

5 Dans l'exemple considéré, où la géotempérature de la couche 7 est de 110 °C, on choisit pour constituer le colmatant temporaire un produit dont le point de fusion est voisin de 110 °C, par exemple une cire de polyéthylène, ce colmatant étant dispersé en milieu aqueux.

Ce produit colmate efficacement les fractures 8 et reste à l'état solide jusqu'à une température de 105 °C. Au-dessus de cette température il fond et n'assure plus le colmatage des fractures.

10 La formation 7 dans laquelle on a injecté un liquide de refroidissement ne se réchauffe que lentement et ne reprend une température voisine de la géotempérature de 110 °C qu'après un délai de 24 à 48 heures pendant lequel le colmatant reste à l'état solide.

15 Ce délai peut être mis à profit pour effectuer la stimulation d'une seconde couche géologique 11.

A cet effet on reprend le pompage du liquide de refroidissement depuis la surface.

20 La pression monte dans le tubage 3, le fluide repoussant dans les fractures 8 de la première couche 7 le colmatant temporaire 10 qui est toujours à l'état solide et assure ainsi efficacement sa fonction de colmatant et pour une valeur suffisante de la pression en fond de puits, la paroi du puits se fracture au niveau de la couche 11 (fractures 12).

25 Ultérieurement, lorsque le puits a été refermé, le réchauffement progressif de la couche 7 entraîne le ramollissement puis la fusion du colmatant au niveau de cette formation, lorsque la température de celle-ci reprend une valeur voisine de sa géotempérature (110 °C).

Les fractures 8 ne sont plus alors colmatées.

30 La nature et la composition du produit colmatant utilisé devront être choisies en fonction de la profondeur de la formation géologique que l'on désire colmater temporairement puisque la température de fusion de ce produit

devra être inférieure à la géotempérature de cette couche, dont la valeur est fournie par la formule indiquée ci-dessus.

Il sera par exemple possible d'utiliser des cires de polyéthylène ou d'autres cires naturelles ou synthétiques choisies d'après leur point de fusion et la température de la formation géologique à traiter.

La granulométrie de ce colmatant devra être adaptée aux dimensions des agents de soutènement, tels que les billes de verre, introduits dans les fractures.

Le produit utilisé comme colmatant devra être déformable tout en ayant une rigidité suffisante pour ne pas trop fluer à travers le massif d'agents de soutènement lors de l'injection, car un tel fluage rendrait impossible le colmatage.

RE V E N D I C A T I O N S

1.- Procédé de colmatage temporaire de fractures dans les parois d'un puits au niveau d'une formation géologique, comportant l'injection dans le puits d'un produit colmatant à l'état solide pulvérulent, en suspension dans un liquide porteur, caractérisé en ce que le produit colmatant a
5 une température de fusion inférieure à la géotempérature de la formation à colmater ou température d'équilibre de la formation s'établissant après fermeture du puits, et en ce que l'on effectue successivement les opérations suivantes : injection dans ladite formation d'un fluide réfrigérant qui abaisse la température de la formation jusqu'à une valeur inférieure à la tempé-
10 rature de fusion du produit colmatant et injection du mélange fluide porteur-colmatant, le produit colmatant obstruant totalement les fractures et s'éliminant ultérieurement de lui-même par ramollissement, puis fusion, au contact du fluide porteur lorsque la formation en se réchauffant a retrouvé une température au moins égale à la température de fusion dudit produit
15 colmatant.

2.- Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que après avoir réalisé le colmatage temporaire des fractures de la paroi du puits au niveau de ladite formation constituant une première formation fracturée, on produit la fracturation des parois du puits au niveau d'une seconde formation en
20 injectant dans le puits un fluide de fracturation hydraulique sous pression dans lequel ledit produit colmatant est insoluble, avant que le réchauffement de la première formation colmatée n'ait provoqué le ramollissement dudit produit colmatant au niveau de cette première formation.

3.- Produit utilisable comme colmatant temporaire pour la mise en oeuvre du
25 procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce qu'il renferme au moins une cire.

FIG.1

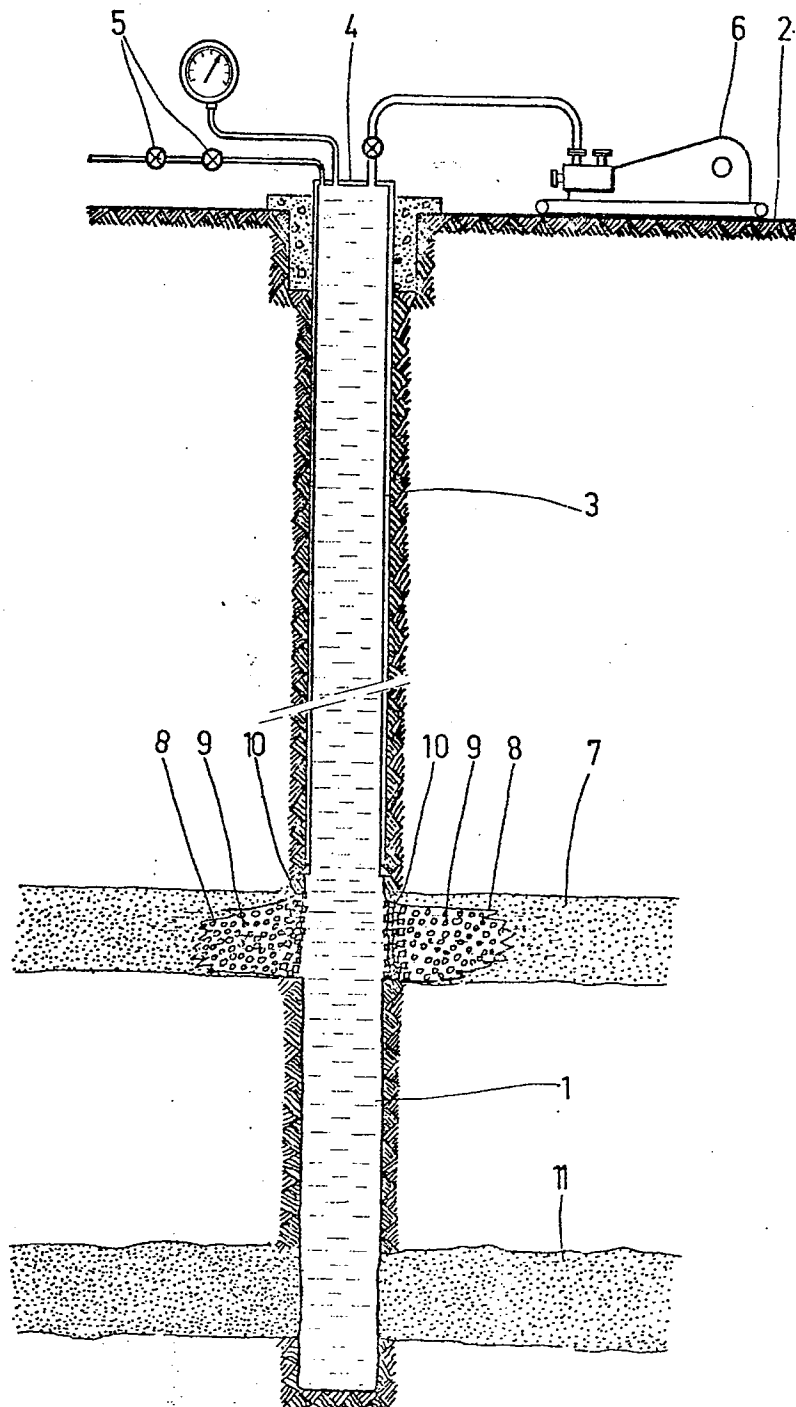


FIG.2

